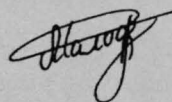


0-790206

На правах рукописи



Малофеев Владимир Вячеславович

**Геологическое обоснование повышения эффективности
освоения месторождений сверхвязких нефтей и
природных битумов Татарстана**

**Специальность 25.00.12 – «Геология, поиск и разведка нефтяных и газовых
месторождений»**

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук**

Москва – 2011

Работа выполнена на кафедре промышленной геологии нефти и газа Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук
Лобусев Александр Вячеславович

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук,
профессор по кафедре геологии
Халимов Элик Мазитович
Российский государственный университет
нефти и газа им. И.М.Губкина

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент по кафедре геологии
Бурханов Рамис Нурутдинович
Альметьевский государственный нефтяной
институт

Ведущая организация: Федеральное государственное унитарное
предприятие «Институт геологии и разработки
горючих ископаемых» (ИГирГИ)

Защита состоится 29 ноября 2011 г. в 15.00 часов в аудитории 232 на заседании
Совета по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 212.200.02 при
Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина по
адресу: 119991, Москва, Ленинский проспект, д.65, корпус 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского
государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина.

Автореферат разослан 19 октября 2011 г.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000687863

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук

Е.А. Леонова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

В условиях значительной выработанности запасов нефти разрабатываемых месторождений в Республике Татарстан (РТ), обоснование объемов добычи и прироста запасов углеводородного сырья представляется весьма актуальным, и все большее внимание уделяется сверхвязким нефтям (СВН) и природным битумам (ПБ), а также месторождениям со сложным строением.

В отложениях пермской системы Республики Татарстан установлены значительные ресурсы тяжелого углеводородного сырья, более 1,4 млрд.т. Это более 55 % ресурсов пермских углеводородов всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (по данным ТГРУ - 2006 г.). В связи с этим проблема совершенствования геологических подходов к освоению залежей сверхвязких нефтей и природных битумов приобретает особую актуальность. Эти залежи находятся на небольшой глубине, но относятся к трудноизвлекаемым из-за сложного геологического строения и высокой аномальной вязкости нефти (до 25690 мПа·с), и как следствие этого, малой подвижности в пластовых условиях.

В настоящее время ведутся интенсивные работы по геологическому и гидродинамическому моделированию, на основе которого совершенствуются технологические процессы и создаются новые технические средства добычи сверхвязких нефтей и природных битумов не только в России, но и в Канаде, Венесуэле, США.

Цель работы заключается в геологическом обосновании повышения эффективности освоения месторождений и залежей сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана с учетом особенностей их геологического строения и свойств насыщающих их флюидов.

Для достижения поставленной цели решались следующие **основные задачи**:

- исследование ресурсного потенциала сверхвязких нефтей Татарстана и перспектив его освоения;

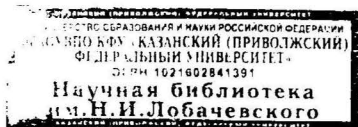
- изучение геологических особенностей и закономерностей залегания залежей сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана, которые влияют на выбор методов их разведки и разработки;
- изучение влияния паротеплового воздействия на изменение реологических свойств сверхвязкой нефти Ашальчинской залежи;
- изучение термостабильности нефтей и сравнение термоллиза нефтей в среде водяного пара и их безводного термоллиза;
- геологическое обоснование выбора способов извлечения сверхвязких нефтей и природных битумов.

Научная новизна

- Впервые на основе исследований оптических свойств каменноугольных и пермских нефтей научно доказано их генетическое единство.
- Автором установлено влияние геолого-физических характеристик и условий залегания пласта на показатели разработки залежей сверхвязкой нефти при использовании паротеплового воздействия.
- В результате проведенных лабораторных исследований СВН Ашальчинской залежи впервые определен порог термостабильности сераорганических соединений равный 200 °С.
- Установлено, что вода при паротепловом воздействии на продуктивный пласт оказывает влияние на состав образующихся продуктов и приводит к снижению порога термостабильности сверхвязкой Ашальчинской нефти с 200 до 154 °С.
- Разработанный критерий порога допустимого нагрева нагнетаемого в продуктивный пласт пара, позволяет минимизировать сероводородное загрязнение.

Практическая значимость

Комплекс геологических факторов позволил объяснить повышенную концентрацию сверхвязких нефтей и битумов на восточном борте Мелекесской впадины и западном склоне Южно-Татарского свода, которая связана с наличием источников нефти, высокой плотностью размещения пермских поднятий, благоприятным литофаціальным составом пород, устойчивой



палеотектонической позицией региона. Это способствует накоплению значительной массы углеводородов в каменноугольных отложениях, тектонической активностью в кайнозое (повлиявшей на вертикальное перераспределение нефти в каменноугольном разрезе), а также ограниченное битумонакопление на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода и в его сводовой части, из-за неблагоприятных литофациальных условий. Показано отсутствие значимых нефтегазоматеринских отложений, как реальных источников нефти для пермских битумов в северо-западных и западных районах Татарстана. Эти результаты могут быть использованы при планировании геологоразведочных работ на залежи СВН и ПБ.

Проведенное исследование позволило установить, что паротепловое воздействие на пласт приводит к акватермолизу нефтей с образованием газов и обогащенных кислородсодержащими структурными фрагментами веществ, что может способствовать более эффективному извлечению нефти из пласта. В то же время, к числу отрицательных эффектов акватермолиза нефтей относится образование агрессивных газов, способных вызвать коррозию оборудования.

Полученные результаты могут быть использованы для прогноза изменения качества нефтей, добываемых методом паротеплового воздействия, и проведения необходимых геоэкологических мероприятий.

Основные защищаемые положения

1. Залежи СВН и ПБ Татарстана образованы за счет вертикальной миграции углеводородов из нижележащих пород каменноугольного возраста с последующей их деградацией.
2. Геологическое обоснование оптимизации освоения залежей сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана, с учетом петрофизических свойств продуктивной части пласта и физико-химических свойств насыщающих флюидов, которое позволяет увеличивать конечное нефте- и битумоизвлечение.
3. Установлено, что критерием применения методов воздействия на залежи СВН и ПБ является порог термостабильности, который составляет в безводной среде 200 °С, а в присутствии высокотемпературного пара разложение сераорганических соединений протекает при более низкой температуре 154 °С.

Апробация работы и публикации

Результаты работы докладывались и обсуждались на:

- 60-й Юбилейной студенческой научной конференции «Нефть и газ - 2007». Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007;

- Молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть». Альметьевск: АГНИ, 2007;

- Всероссийской конференции среди студентов выпускного курса. Санкт-Петербург: СГТИ им. Г.В. Плеханова, 2007;

- Семинаре ОАО «Татнефть» по секции «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений». Казань: ТГРУ, 2008;

- Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». Москва: РГУ им. И.М. Губкина, 2010;

- Семинаре ОАО «Татнефть» по секции «Подготовка и переработка нефти и газа, нефтехимия». Альметьевск: НГДУ «Ямашнефть», 2010.

Основные положения диссертационной работы отражены в 5 публикациях, в 2 статьях из списка научных журналов, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа содержит 153 страницы машинописного текста, состоит из 4 глав, введения и заключения. Работа иллюстрирована 45 рисунками и содержит 13 таблиц. Список использованной литературы насчитывает 109 наименований.

Фактический материал

В работе использованы данные литологических и петрофизических анализов керна, данные геофизических исследований более чем 157 скважин, промыслово-геологические данные опытно-промышленной разработки Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти. Для гидродинамического моделирования процессов паротеплового воздействия (ПТВ) использовался термогидродинамический симулятор STARS программного комплекса компании CMG (Computer Modeling Group, Канада).

Благодарности

Автор искренне благодарен за оказанную помощь при работе над диссертацией, квалифицированные советы и консультации научному руководителю - зав. кафедрой промышленной геологии нефти и газа, проф. А.В. Лобусеву, директору института «ТатНИПИнефть» - проф. Р.Р. Ибатуллину, а также сотрудникам института проф. Р.З. Сахабутдинову, к.т.н. А.Т. Зарипову и др.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, указана цель, научная новизна и ее практическая значимость.

В **первой главе** приведены сведения о геологических закономерностях распространения и условия формирования перспективных источников углеводородного сырья – залежей сверхвязких нефтей и природных битумов. На территории Татарстана имеются большие ресурсы СВН и ПБ, сосредоточенные на сравнительно небольших глубинах (до 400 м) – в отложениях пермской системы. Всего в Татарстане выявлено более 450 месторождений и залежей сверхвязкой нефти.

Значительный вклад при изучении геологических особенностей залегания и решения проблем освоения залежей сверхвязких нефтей и природных битумов внесли Акишев И.М., Анисимов Б.В., Антониади Д.Г., Аширов К.Б., Базаревская В.Г., Войтович Е.Д., Гольдберг И.С., Гитиятуллин Н.С., Дияшев Р.Н., Желтов Ю.П., Ибатуллин Р.Р., Игнатьев В.И., Лебедев Н.П., Малофеев Г.Е., Муслимов Р.Х., Порфирьев В.Б., Троепольский В.И., Успенский Б.В., Халимов Э.М., Хачатаряна Р.О., Хисамов Р.С., Шаргородский И.Е., Янгуразова З.А. и др.

Под природными битумами Республики Татарстан понимаются вязкие и сверхвязкие дегазированные нефти, образовавшиеся в результате гипергенных преобразований. Анализ характеристик углеводородов в пермских залежах Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода показывает, что значительная их часть относится к сверхвязким нефтям. К высокоперспективным зонам на сверхвязкие нефти и природные битумы

отнесены восточный борт Мелекесской впадины и западный склон Южно-Татарского свода с массовыми проявлениями в казанских и уфимских отложениях, которые можно объединить в единый нефтегазоносный комплекс Татарстана (рис. 1).

Высокоперспективность этих зон объясняется изменением с востока на запад стратиграфического уровня и совпадение зон концентрации пермских нефтей с территорией массового распространения рифогенных локальных поднятий, к которым приурочены залежи нефти в каменноугольных отложениях. Пермские отложения представлены породами различного литолого-фациального облика, обусловленного условиями их формирования в различных палеогеографических обстановках.

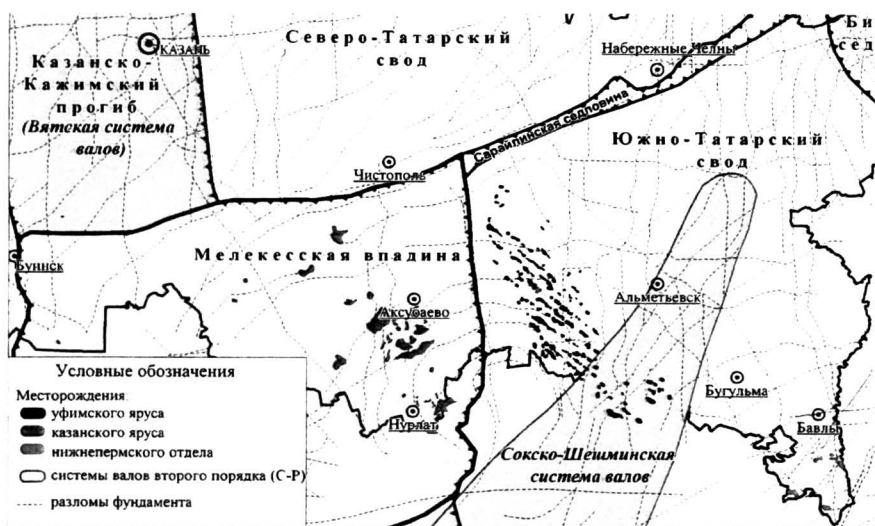


Рис. 1- Месторождения сверхвязких нефтей и природных битумов Республики Татарстан

Сверхвязкие нефти и природные битумы образуют не сплошные нефтеносные месторождения, а залегают в форме рассеянных локальных скоплений. В Татарстане их скопления приурочены к отложениям ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижнего отдела, уфимского и

казанского ярусов верхнего отдела пермской системы. Промышленно нефтеносные скопления сосредоточены в отложениях песчаной пачки шешминского горизонта, которые представляют собой природное преобразование в виде линейных песчаных тел северо-западного простирания отделенных друг от друга узкими прогибами по простиранию этих тел и более широкими в крест простиранию. Основным структурным элементом на Западном склоне Южного купола Татарского свода, на котором сосредоточено большинство залежей СВН и ПБ, является Черемшано-Ямашинская структурная зона II порядка. Она занимает высокое гипсометрическое положение на западном склоне и осложняется выраженным чередованием седиментационных поднятий.

Нефтеносный разрез пермской системы состоит из толщи карбонатных и терригенных коллекторов, который расслаивается пачками глинистых и сульфатных пород. Эти отложения залегают на небольшой глубине в среднем 50 - 250 м и только 20 скоплений выходят на земную поверхность. Все выявленные залежи СВН и ПБ относятся к пластово-сводовому типу сложного строения ограниченные водой и не проницаемыми породами.

В области сосредоточения основных ресурсов сверхвязких нефтей пермской системы преобладают разломы северо-западного простирания, представляющие собой параллельно протягивающиеся сбросы и взбросы (рис. 2), которые в значительной мере определяли процессы миграции и аккумуляции нефти. Большинство залежей СВН казанского яруса приурочено к зонам пересечения системы кольцевых разломов, протяженными разломами северо-западного простирания. Уфимские залежи приурочены к зоне перехода кольцевых разломов в густую систему пересекающихся разломов земной коры различного направления.

Повышенная нефтеносность пермских отложений на территории Татарстана вторичного характера и обусловлена вертикальной миграцией углеводородов из нижнего и среднего карбона, так как отложения пермской системы не достигли условий, когда начинается генерирование углеводородов. Важную роль в процессе направленной миграции играли древние поднятия. Сочетание их с окружающими палеодепрессиями обеспечивало интенсивный подток и аккумуляцию углеводородов.

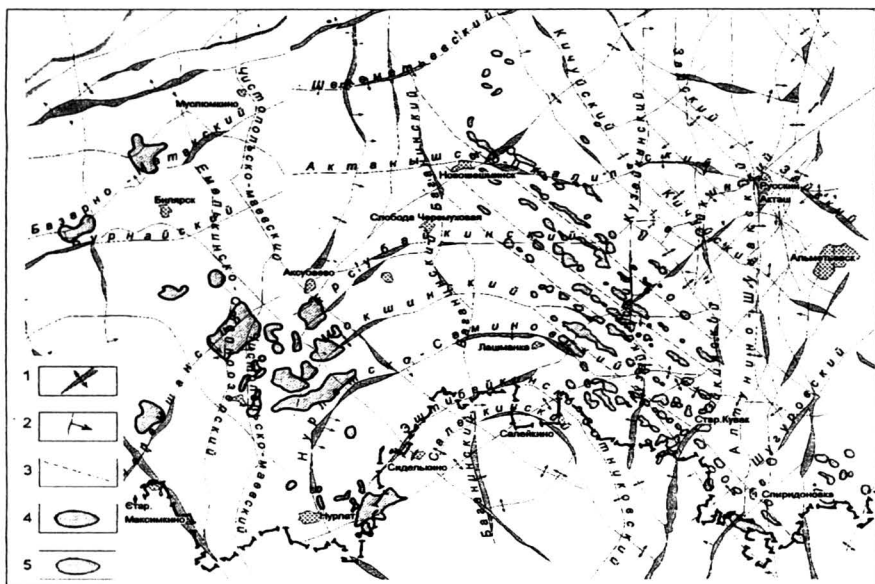


Рис.2 - Размещение скоплений углеводородов пермской системы Республики Татарстан относительно разломов кристаллического фундамента: 1-3 – разломы (1-2 – по В.П.Степанову (1 – вертикальные, 2 - наклонные), 3 – по И.Е. Шаргородскому); 4-5 месторождения сверхвязкой нефти (4 – казанского и 5 – уфимского ярусов)

Благодаря различным грабенообразным структурам, разломам в кристаллическом фундаменте, образуются трещиноватости в осадочном чехле, по которым происходила миграция нефти. Совпадение площадей концентрации пермских битумов с крупными скоплениями нефти в ниже- и среднекаменноугольных отложениях подтверждает их генетическое единство.

Нефть Ашальчинской залежи преобразовалась в тяжелые сверхвязкие под влиянием близкого залегания к дневной поверхности и проявления гипергенных факторов по сравнению с нижезалегающими каменноугольными и девонскими горизонтами. Миграция углеводородов, в данном случае, происходила перпендикулярно напластованию отложений по разрывным нарушениям из Ашальчинского месторождения нефти каменноугольной системы, которое территориально расположено под Ашальчинской залежью

СВН. Это подтверждается и сходством значений коэффициента светопоглощения ($K_{\text{сп}}$) каменноугольной и пермской нефти. На основе многократных измерений оптической плотности проб нефти разного геологического возраста, получена зависимость коэффициента светопоглощения от длины волны (рис.3).

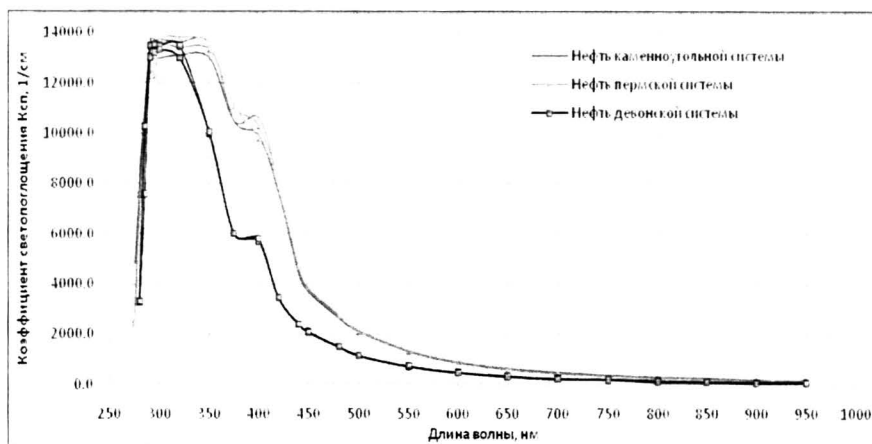
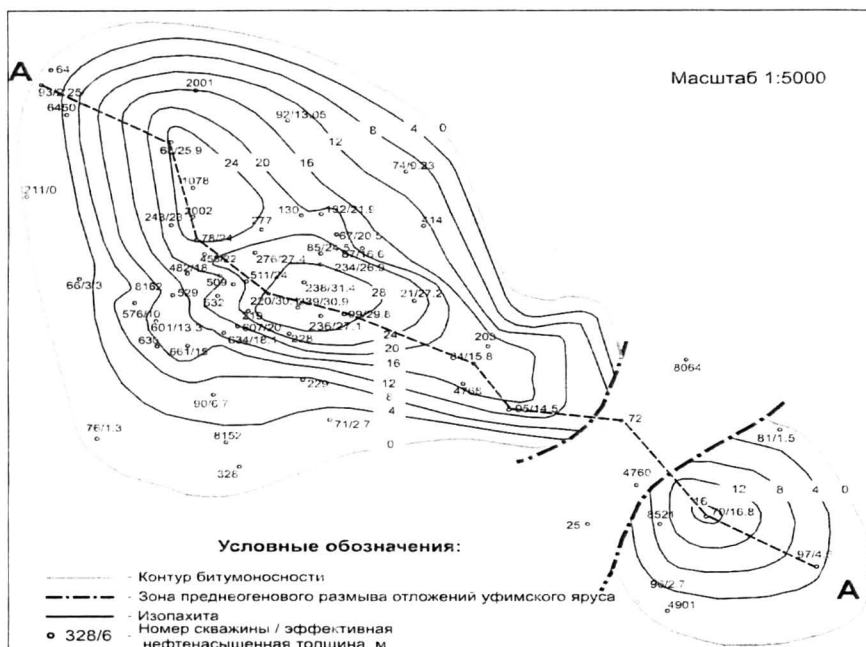


Рис. 3 - Зависимость коэффициента светопоглощения от длины волны нефтей разного геологического возраста

На полученной зависимости в интервале длин волн 350-800 нм наблюдается отличие значений $K_{\text{сп}}$ нефтей пермской и каменноугольной системы от нефти девонской системы.

Во второй главе представлена геологическая и тектоническая характеристика, нефтеносность и гидрогеология, характеристика коллекторов и запасов Ашальчинской залежи СВН.

В 1972 году выявлена Ашальчинская залежь сверхвязкой нефти шешминского горизонта уфимского яруса с эффективной нефтенасыщенной толщиной продуктивного пласта до 31,4 м в скважине 238 (рис.4). Плотность Ашальчинской СВН изменяется от 951 до 1070 кг/м³, вязкость при пластовой температуре 8 °С достигает 44027 мПа·с, массовая доля смол изменяется от 20,2 до 91,5 %, асфальтенов от 6,5 до 18,1 %, парафина от 0,09 до 0,77 %.

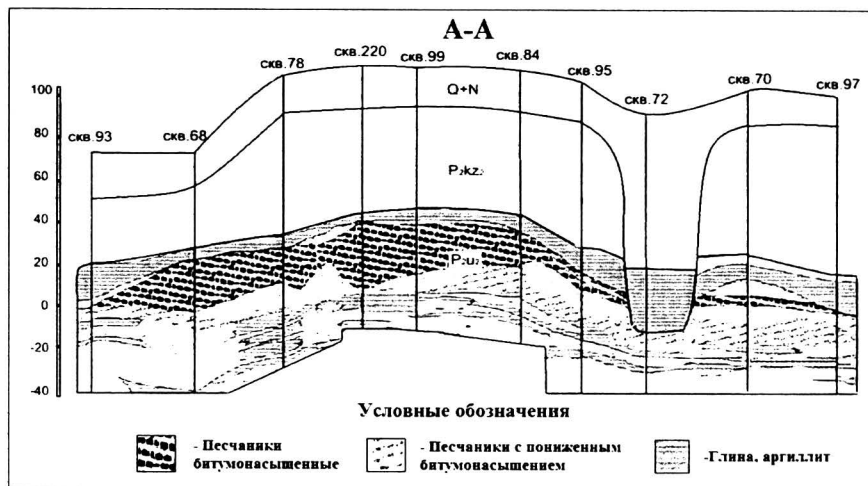


*Рис. 4 - Карта эффективной нефтенасыщенной толщины
Ашалъчинской залежи сверхвязкой нефти*

В тектоническом отношении район Ашалъчинской залежи сверхвязких нефтей располагается на западном склоне Южно-Татарского свода, в пределах Черемшано-Ямашинской структурной зоны второго порядка. Эта зона осложнена рядом локальных поднятий – структур третьего порядка. Ашалъчинская залежь приурочена к седиментационному поднятию (палеобару) брахиантиклинального типа северо-западного простирания длиной около 11 км и шириной до 5 км, которая в юго-восточной части осложнена преднеогеновым врезом (рис.5). В кровле залежь сверхвязких нефтей ограничивается плотными, известковистыми «лингуловыми глинами» нижнеказанского подъяруса, в подошве - неровной поверхностью водонефтяного контакта.

Коллектором основной продуктивной нефтенасыщенной части месторождения являются рыхлые, полимиктовые, слабосцементированные песчаники, в которых кальцитовый цемент присутствует в незначительных

количествах. Высота ловушки составляет 45 м, нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,3 м в юго-восточной части до 31,4 м в северо-западной присводовой части.



*Рис. 5 - Геологический профиль продуктивной части
Ашалчинской залежи сверхвязкой нефти*

Ашалчинская залежь представляет собой литологически достаточно однородную толщу. По гранулометрическому составу продуктивные отложения Ашалчинской песчаной пачки представлены песчаной, алевролитовой, пелитовой и глинистой фракциями. Содержание песчаной фракции изменяется от 2,52 до 69,22 % масс., алевролитовой – от 4,9 до 31,55 % масс., пелитовой – от 1,54 до 14,66 % масс.

На Ашалчинской залежи добыча СВН осуществлялась циклической закачкой пара газа и пара через вертикальные скважины, но с 2006 года для добычи СВН используется более эффективный метод – это парогравитационный дренаж горизонтальными скважинами, расположенными параллельно одна над другой. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры, а нижняя - для добычи нефти. Закачиваемый пар создает в пласте «паровую

камеру», объем которой в процессе разработки возрастает. Сначала пар устремляется вверх до кровли пласта, а затем конденсируется на границе камеры, при этом высвобождается скрытая теплота парообразования, которая передается сверхвязкой нефти. В настоящее время на месторождении пробурено шесть пар горизонтальных скважин, из них три с выходом на поверхность. Суточный дебит скважин, которые вышли на стабильный режим эксплуатации, составляет 30-32 тонны нефти.

В третьей главе на основе лабораторных и промысловых испытаний выявлены причины и зависимость образования сероводорода в пласте, при воздействии на него высокотемпературным паром.

Исследование значительного количества проб нефти показало, что согласно классификации СВН и ПБ Татарстана относятся, в основном к высокосернистым. Массовое содержание серы в сверхвязкой нефти Ашальчинской залежи достигает 5,0 %.

Метод парогравитационного дренирования, используемый на Ашальчинской залежи, сопровождается проявлением сероводорода и других газов. Образование этих газов происходит в результате реакции высокотемпературного гидролиза. Этот процесс получил название «акватермолиз». Скорость проявления этих газов в значительной степени зависит от рабочих характеристик процесса, в первую очередь от температуры пара. При повышении температуры карбоксильные соединения распадаются с выделением двуокиси углерода, а серосодержащие органические вещества - сероводорода.

Исследованиям подвергались пробы нативной Ашальчинской сверхвязкой нефти, в которых при температуре 20 °С сероводород не был обнаружен. Полученные значения порога термостабильности сверхвязкой нефти, отобранной с установки подготовки нефти (УПН) и из керна Ашальчинской залежи, близки между собой – 200 °С (таблица 1).

Для сравнения в таблице приведены аналогичные показатели девонской и каменноугольной нефтей. Видно, что сверхвязкая нефть Мордово-Кармальского месторождения, добытая методом внутрипластового горения, имеет более низкий порог термостабильности по сравнению с Ашальчинской и большее значение сероводородного числа.

*Таблица 1 – Порог термостабильности и сероводородное число
нефтей Татарстана*

№	Наименование пробы	Концентрация серы, %	Плотность, кг/м ³	Порог термостабильности, °С	Сероводородное число, мг/100 г
1	Нефть Ашальчинской залежи (УПН)	4,5	966	196	58
2	Нефть Ашальчинской залежи (кern скв. №278)	-	-	220	46
3	Нефть Мордово-Кармальной залежи	3,9	937	155	71
4	Нефть Ашальчинской залежи (кern скв. №15211)	-	-	200	6,25
					0,42 (при t=200 °С)
5	Нефть девонской системы	1,69	864	250	5,8
6	Нефть каменноугольной системы	3,33	901	110	37

При паротепловом воздействии на Ашальчинской залежи продуцируется от 0,61 до 1,51 кг сероводорода в пересчете на одну тонну добываемой СВН. Основная часть образовавшегося сероводорода находится в растворенном состоянии в попутно-добываемой воде – до 150 мг/дм³. Исследуемая вода относится к гидрокарбонатному типу по классификации В.А. Сулина. В ней содержится до 6,8 г/дм³ растворенных солей, жесткость воды изменяется от 1,3 до 4,9 мг-экв/дм³, значение рН более 8,0.

Проведены ряд экспериментов, моделирующие процесс паротеплового воздействия на пласт в лабораторных условиях, с целью выявления порога термостабильности в среде водяного пара. Сверхвязкая нефть нагревалась постепенно в реакторе со скоростью 3-5 °С в минуту, при этом через нее пропускали инертный газ и закачивали пар. Выделяющиеся при этом сероводород поглощался водным раствором карбоната и гидроксида натрия и количественно определялись потенциометрическим титрованием водным раствором аммиака азотнокислого серебра. Минимальная температура, при

которой начинается выделяться сероводород, составила 154 °С, что ниже температуры полученной при безводном термоллизе.

Сопоставительный анализ результатов лабораторного акватермоллиза и безводного термоллиза сверхвязкой Ашальчинской нефти свидетельствует о том, что вода при паротепловом воздействии на пласт оказывает влияние на состав образующихся продуктов и способствует более эффективному газообразованию и эффекту обессеривания нефти. Выявленные гидротермальные превращения нефтей могут способствовать их более легкому вытеснению из пласта при использовании паротеплового воздействия за счет увеличения газового фактора.

Производились измерения коэффициента светопоглощения ($K_{\text{сп}}$) проб Ашальчинской СВН, полученных до и после паротеплового воздействия. После воздействия на пласт пара с исходной температурой 200-210 °С наблюдается заметное снижение значений $K_{\text{сп}}$ в диапазоне длин волн 300-500 нм. Это снижение объясняется тем, что произошло гидротермальное изменение компонентного состава СВН. Под воздействием температуры и пара происходит разрушение в нефти асфальтосмолистых веществ и сернистых соединений. В рамках данных исследований наблюдалось (периодически) резкое увеличение значений оптической плотности и значений $K_{\text{сп}}$. Это объясняется тем, что в добывающую скважину поступала «новая» нефть, полученная за счет расширения паровой камеры при парогравитационном дренаже на Ашальчинской залежи СВН.

Проведенные исследования указывают на возможность применения исследований оптических свойств сверхвязкой нефти для оценки геолого-промысловой эффективности закачки пара или контроля и регулирования разработки залежей, поэтому необходимо проводить мониторинг изменения значений $K_{\text{сп}}$.

В четвертой главе показано влияние особенностей геологического залегания и петрофизических свойств продуктивной части пласта на эффективность освоения сверхвязких нефтей.

Основными геолого-физическими особенностями Ашальчинской залежи, оказывающие доминирующее влияние на процесс выработки запасов нефти, является крайне неоднородный по фильтрационно-емкостным свойствам

терригенный тип коллектора и аномально высокая вязкость нефти. Поэтому применение традиционных технологий оказывается неэффективным, что подтвердила разработка этой залежи с помощью вертикальных скважин, при которой не было получено значительных дебитов.

Опыт освоения залежей тяжелых сверхвязких нефтей свидетельствует, что скважинные методы применяются при нефтенасыщенности пород в массовом проценте от 4 до 12 % при паротепловом воздействии на пласты, а при внутрислоевом горении – при нефтенасыщенности пород от 3 до 16 %. Рекомендуемые значения минимального содержания тяжелых сверхвязких нефтей в породе при обоих способах скважинной разработки в объемном проценте 30-40 или 4,5-5 % по массе, эта величина была принята за нижнюю кондиционную границу. Минимальное содержание нефти в породе Ашальчинской залежи сверхвязкой нефти составляет 5 % по массе, а максимальное значение - 13 % по массе.

При тепловых методах воздействия в качестве теплоносителя в пласт обычно закачивается пар, так как он обладает большей энтальпией по сравнению с горячей водой, обеспечивает лучшие показатели по коэффициенту вытеснения и нефтеотдачи. Произведено сопоставление вариантов вытеснения нефти паром различной степени сухости и горячей водой. Расчеты показали, что при минимальной сухости пара 0,1 доли ед. и при максимальной температуре горячей воды, накопленная добыча битума при закачке пара больше, и поэтому рекомендуется использовать в качестве теплоносителя для добычи сверхвязких нефтей – пар с максимально-возможной степенью сухости 0,8.

Значение гидрофильности породы играет значительную роль при разработке залежей СВН и ПБ. Рассматривалось влияние гидрофильности и гидрофобности пород на накопленную добычу нефти. Максимальная добыча СВН соответствует гидрофильной породе. Поэтому важно детально изучать образцы керна, в том числе и для выбора размера щелей фильтров в эксплуатационных колоннах для предотвращения поступления песка в скважину.

Рассматривалось влияние толщины продуктивного пласта (10-25 м) и расположение горизонтальных добывающих скважин на эффективность паротеплового воздействия. Расстояние между стволами горизонтальных

скважин составляло 5 м. При разной толщине пласта оказалось, что выгодней располагать пару горизонтальных скважин ближе к подошве продуктивного пласта, но не ближе 3-5 метров, так как при более близком расстоянии ствола добывающей скважины к водонефтяному контакту добыча нефти уменьшается из-за влияния подошвенных вод (рис.6).

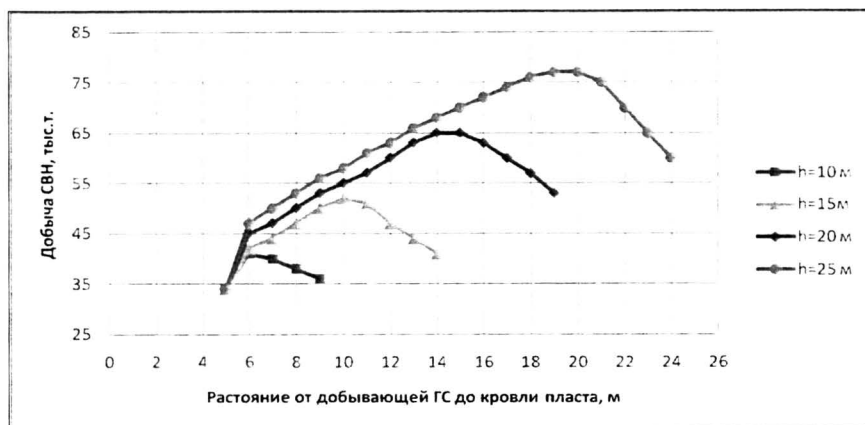


Рис. 6 - Зависимость накопленной добычи нефти от расположения пары горизонтальных скважин

Разработку залежей сверхвязких нефтей необходимо начинать в зоне с наибольшей водонасыщенностью. При закачке пара в продуктивную часть пласта с большей водонасыщенностью скорость распространения фронта прогрева выше, чем в случае меньшей водонасыщенности пласта. Вследствие этого происходит процесс более быстрого снижения вязкости нефти, что обеспечивает высокие дебиты нефти на более ранней стадии эксплуатации объекта.

С учетом выявленного порога термостабильности сверхвязких нефтей рекомендуется использовать температуру закачиваемого пара на Ашальчинской залежи не выше 150-160 °С. В случае необходимости снижения капитальных вложений и эксплуатационных затрат можно использовать пароциклическое воздействие. Парогенератор при циклической работе нагнетательных скважин может обслуживать попеременно несколько пар

скважин. Для контроля температуры в пласте необходимо использовать оптоволоконный кабель.

На основе исследований геолого-физических особенностей залежей сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана для практической реализации автором предлагается несколько способов разработки:

а) При разработке залежей с эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта свыше 25 метров, предлагается новая схема расположения горизонтальных скважин с использованием парогравитационного дренирования. Данный способ разработки позволяет увеличить нефтеотдачу пласта и снизить срок разработки месторождения;

б) В случае невозможности использования паротеплового воздействия предлагается способ разработки залежей сверхвязких нефтей, который заключается в использовании технологии внутрипластового горения и систему вертикальных и горизонтальных скважин (рис. 7).

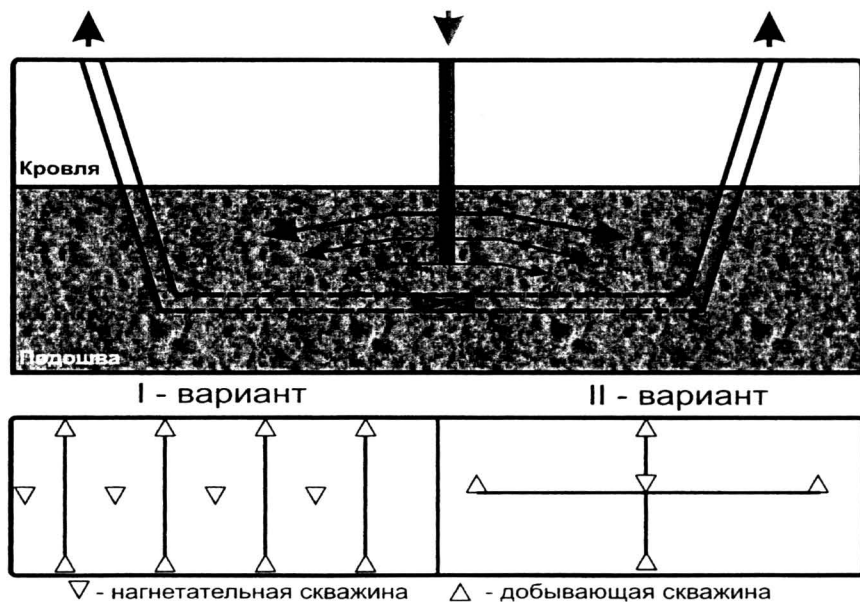


Рис. 7 - Расположение добывающих и нагнетательных скважин при разработке СВН и ПБ предлагаемым способом

Этот метод позволяет в полной мере контролировать распространение очага горения и позволит увеличить нефтеотдачу с наименьшими затратами. Критерий применения по толщине продуктивного пласта – не менее 5 метров, в противном случае разработка данного месторождения будет нерентабельна. Если продуктивный пласт неравномерно нефтенасыщен, то фронт внутрипластового горения будет контролировать сложнее, так как он продвигается в зоне максимальной нефтенасыщенности.

По расположению скважин относительно друг друга предлагается два варианта, где добыча ведется горизонтальными скважинами, а закачка воздуха производится в вертикальные скважины:

I) Горизонтальные добывающие скважины с выходом на поверхность располагаются на расстоянии 30-50 метров друг от друга, в нижней части продуктивного пласта. Между горизонтальными скважинами располагаются вертикальные нагнетательные скважины.

II) Сначала бурятся две горизонтальные добывающие скважины с выходом на поверхность крестом относительно друг друга в нижней части продуктивного пласта, а вертикальная нагнетательная скважина бурится в точке пересечения горизонтальных скважин, не доходя до горизонтальных стволов в 3 метрах.

При классической схеме парного расположения горизонтальных скважин при паротепловом воздействии в нижней части пласта остаются участки, не вовлеченные в разработку, так как прогревается, в основном, кровельная часть пласта. Рекомендуется менять попеременно расположение нагнетательных и добывающих горизонтальных стволов, вследствие чего увеличивается охват и равномерно происходит прогрев пласта. Вертикальные скважины, расположенные рядом с горизонтальными, можно использовать для извлечения тех запасов нефти, которые не вовлекаются в разработку классическими горизонтальными скважинами. Например – для закачки пара в верхнюю часть продуктивного пласта или пароциклическую закачку в нижнюю часть продуктивного пласта, тем самым способствуя повышению дебита в соседних горизонтальных скважинах. В тех случаях, когда применение технологии парогравитационного дренажа парой горизонтальных скважин ограничено

эффективной нефтенасыщенной толщиной, можно применить систему вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин (рис. 8).

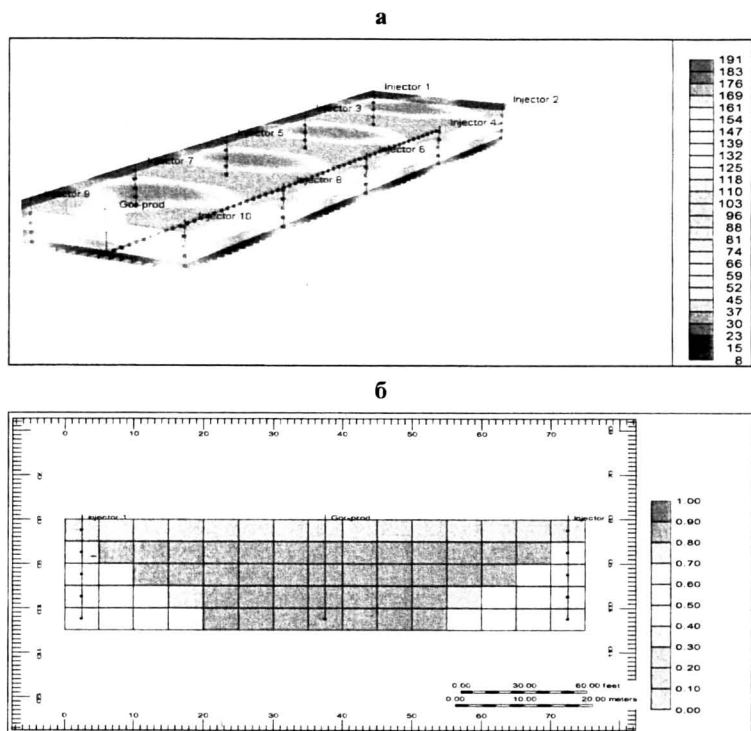


Рис. 8 - Распределение температуры (а) и нефтенасыщенности (б) по пласту при закачке пара в вертикальные скважины на 2 год разработки СВН

Моделирование предложенных вариантов разработки в программном комплексе CMG показало их эффективность и перспективность применения на залежах СВН и ПБ Татарстана. Для снижения объема закачиваемого пара метод парогравитационного дренирования можно комбинировать с закачкой в пласт растворителей (пропана).

Одним из основных критериев выбора метода воздействия является эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта, поэтому

залежи СВН и ПБ необходимо разбивать на несколько эксплуатационных объектов, в зависимости от эффективной нефтенасыщенной толщины, разрабатываемых разными системами горизонтальных и вертикальных скважин. Но также необходимо учитывать следующие параметры:

- 1) глубина залегания пласта и вязкость нефти;
- 2) литологическая характеристика, тип залежи и особенности тектонического строения;
- 3) проницаемость, пористость, содержание связанной воды, устойчивость продуктивного пласта при воздействии теплом;
- 4) нефтенасыщенность и геологические запасы нефти;
- 5) наличие выше- и нижележащих водонасыщенных зон;
- 6) наличие коррозионно-активных компонентов в пластовой нефти.

На охват пласта тепловым воздействием существенно влияют различные виды неоднородности. Так глинистые прослои или участки с низкой проницаемостью в пласте замедляют рост паровой камеры в несколько раз, увеличивают количество закачиваемого пара и время прогрева пласта, что может привести к неэффективности применяемого паротеплового метода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные выводы и результаты проведенных исследований

1. Значительная часть углеводородов в пермских залежах Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода относится к сверхвязким нефтям и почти все скопления СВН и ПБ в Татарстане относятся к залежам пластового типа. В качестве первоочередного объекта промышленного освоения среди продуктивных отложений пермской системы выделен шешминский горизонт уфимского яруса, литологически представленный рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками, обладающими высокими коллекторскими свойствами и являющийся наиболее изученным и подготовленным к промышленному освоению. В отложениях уфимского яруса выявлено 113 залежей и месторождений СВН и ПБ, глубина залегания которых изменяется от 44 до 225 м.

2. Ашальчинская залежь СВН образовалось за счет вертикальной миграции углеводородов, которая происходила перпендикулярно напластованию отложений по разрывным нарушениям из Ашальчинского месторождения нефти каменноугольной системы. Это подтверждается и сходством значений коэффициента светопоглощения нефтей каменноугольной и пермской системы.

3. Проведенные исследования указывают на возможность применения исследований оптических свойств сверхвязкой нефти для оценки геолого-промысловой эффективности закачки пара и решения ряда других задач, в том числе контроля и регулирования разработки месторождения.

4. На основе установленных геолого-физических особенностей месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана и по результатам анализа многовариантных расчетов для практической реализации автором предложено несколько методов добычи.

5. Полученные результаты лабораторного акватермолиза и безводного термолиза сверхвязкой Ашальчинской нефти позволяют предотвращать образование сероводорода в пластовых условиях, при условии использования пара с температурой не выше 154 °С.

6. Залежи сверхвязких нефтей и природных битумов могут стать дополнительной базой укрепления нефтяной отрасли Татарстана. Однако для реализации проектов их разработки необходимо развитие и внедрение новейших геологически обоснованных технологий.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Малофеев В.В., Лобусев А.В. Оптимизация размещения горизонтальных и вертикальных скважин при разработке залежей сверхвязкой нефти Татарстана // Территория нефтегаз.- 2009.- №8.- С.52-54.

2. Лобусев А.В., Малофеев В.В. Геологические предпосылки использования горизонтальных скважин (при разработке залежей сверхвязкой нефти в Республике Татарстан) // Нефть, газ и бизнес.- 2009.- №9.- С.10-13.

3. Малофеев В.В. Геологическое обоснование освоения залежей высоковязкой нефти Татарстана горизонтальными скважинами // Тезисы

докладов Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». - Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.- 2010.- С.58.

4. Малофеев В.В. Зависимость размещения горизонтальных и вертикальных скважин от геолого-физических особенностей месторождения при разработке высоковязких нефтей методом SAGD // Ученые записки АГНИ. - Том VII. Альметьевск: АГНИ.- 2010.- С.73-76.

5. Сахабутдинов Р.З., Малофеев В.В., Шаталов А.Н. Появление сероводорода в продукции скважин в результате паротеплового воздействия на пласт при разработке Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти // Сборник научных трудов института ТатНИПИнефть.- Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010.- №78.- С.254-261.

Подписано в печать 13.10.2011.
Бумага офсетная
Тираж 100 экз.

Формат 60×90/16.
Усл. п.л.
Заказ № 415

Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский проспект, 65
Тел.: 8(499)233-95-44

